

ОЦЕНКА ТЕКУЩЕГО ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕННОСТИ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ТАРАСОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В НЕПЕРФОРИРОВАННЫХ ОБСАЖЕННЫХ СКВАЖИНАХ

Тарасенко Ольга Андреевна

Геологический ф-т МГУ, red_rogue@list.ru

Тарасовское месторождение расположено в Западной Сибири на Етыпурском мегавале. Осадочный комплекс сложен песчано-алевролитовыми и глинистыми породами мезо-кайнозойского возраста. Основные нефтяные залежи сосредоточены в отложениях нижнего мела и верхней юры. Коллектор - терригенный, представлен полимиктовым песчаником. Пористость коллекторов пласта БП7 изменяется от 14 до 19%, пласта БП8 - от 16 до 20%.

Исследованные скважины бурились с целью разработки залежи в юрских отложениях. В настоящее время залежь находится на поздней стадии разработки. В рассматриваемых скважинах обводненность пластов выше критической, и перед геологической службой стоит выбор: либо ликвидировать скважины по геологическим причинам, либо перевести их на эксплуатацию вышележащих горизонтов. Так как пласты БП7 и БП8 разрабатываются другой сеткой скважин, то экономическая целесообразность перфорации изучаемых скважин определяется вовлеченностью данных частей залежи в разработку. Выявление вышележащих продуктивных пластов должно осуществляться методами ГИС в условиях неперфорированной стальной обсадной колонны.

Для решения этой задачи в настоящее время можно использовать три метода из комплекса ГИС: углеродно-кислородный каротаж, акустический каротаж и электрический каротаж. Целесообразно использовать углеродно-кислородный каротаж (С/О-каротаж), так как для получения значений насыщенности пластов, не требуется знать минерализацию пластовой воды (как при использовании электрических методов) и отслеживать контакт «колонна-цемент-порода» (как при использовании акустических методов). С другой стороны, использование С/О- каротажа предполагает полное расформирование зоны проникновения.

Скважинный прибор аппаратуры С/О-каротажа содержит импульсный генератор быстрых нейтронов, спектрометр для регистрации гамма-излучения и систему приема-передачи данных «скважинный прибор – бортовой компьютер».

При решении задачи оценки коэффициента нефтенасыщенности пластов использовалась методика, основанная на данных, полученных в результате обработки ГИС закрытого ствола скважины с привлечением данных открытого ствола и петрофизических исследований [1,2]. При проведении С/О-каротажа измеряются полные энергетические спектры гамма-излучения, при обработке которых получаются условные концентрации элементов. Используя результаты

расчетов и значения коэффициентов пористости по измерениям открытого ствола, можно получить насыщение пласта. Литологическая модель породы получена по данным каротажа в открытом стволе в соответствии с петрофизическими исследованиями Тарасовского месторождения.

Интервалы интерпретации		Мощность	Коллекторские свойства		Характер насыщения по ИННК и УКК		Рез. Обр.	Литология
Кровля м	Подошва м	Н м	Кп общ %	Кн нач %	нач	тек	Кн Тек %	
Пласт 1БП7 X563.4-X568.4								
X563.4	X564.6	1.2	17.76		Н	НК		НК
X564.6	X565.2	0.6	19.27	59.70	Н	ОБВ	22	КОЛ
X567.4	X568.4	1.0	19.29	57.98	Н	ОБВ	20	КОЛ
Пласт 2БП7 X574.2-X591.4								
X574.2	X575.6	1.4	14.74	41.78	Н	НК		НК
X577.6	X578.2	0.6	14.15	40.52	Н	НК		НК
X578.6	X579.0	0.4	14.15	40.52	Н	НК		НК
X579.4	X580.0	0.6	15.11	44.33	Н	НК		НК
X583.2	X584.0	0.8	14.72	46.30	н/я	Н	40	КОЛ
X590.4	X591.4	1.0	17.00	56.79	Н	НК		НК
Пласт 0БП8 X591.6-X603.2								
X591.6	X594.6	3.0	18.54	56.29	Н	Н	42	КОЛ
X602.2	X603.2	1.0	16.03	50.52	Н	Н	43	КОЛ
Пласт БП8V X628.2-X640.4								
X628.2	X631.6	3.4	20.11	71.75	Н	ОБВ	22	КОЛ
X631.6	X633.4	1.8	19.89	67.35	Н	Н+В	30	КОЛ
X633.4	X634.6	1.2	19.89	67.35	Н	ОБВ	21	КОЛ
X635.6	X637.4	1.8	19.49	64.86	Н	Н+В	31	КОЛ
X637.4	X640.4	3.0	20.31	57.75	Н	ОБВ	20	КОЛ

В предлагаемой методике рассматривается только определение нефтенасыщенности, так как при наличии газа в пласте по концентрациям углерода, измеряемым в процессе С/О-каротажа, отделение газонасыщенных коллекторов от водонасыщенных невозможно.

Результаты обработки по одной из скважин Тарасовского месторождения приведены в таблице и на рисунке 1. Рассмотрим пласт 1БП7, суммарная мощность которого 2.8м имеет коэффициент нефтенасыщенности текущий 20-22%, начальный 58-59%.

Пласт 2БП7, суммарной мощностью 4.8м имеет коэффициент нефтенасыщенности текущий около 40%, начальный 40-56%.

Пласт 0БП8, суммарной мощностью 4м имеет коэффициент нефтенасыщенности текущий 42-43%, начальный 50-56%.

Пласт БП8V, суммарной мощностью 11.2м имеет коэффициент нефтенасыщенности текущий 20-31%, начальный 64-71%.

В пластах-коллекторах 1БП7 и БП8V, где полученный коэффициент нефтенасыщенности менее 30%, перфорировать обсадную колонну нецелесообразно, так как пласт обводнен. Пласты 2БП7 и 0БП8 есть смысл перфорировать.

Литература:

1. Акопян Г.А., Калмыков Г.А., Коротков К.В. «Оценка характера притока из сложных пластов-коллекторов группы АВ1 по специальному комплексу ГИС на базе С/О-каротажа» // Материалы смотра-конкурса памяти М.М. Эланского «Вопросы петрофизики и количественной интерпретации данных каротажа», «ЗАО «Пангея», М., 2007.
2. Белохин В.С., Калмыков Г.А., Коротков К.В. и др. Технологии определения коэффициента текущего насыщения терригенных коллекторов // «Геоинформатика», №3, 2006, с. 91-100.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИГРАЦИИ СТОЛТА ДЛЯ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ МАЛОГЛУБИННОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ, ПОЛУЧЕННЫХ НА АКВАТОРИИ БЕЛОГО МОРЯ

Тимиров Андрей Иванович

Геологический ф-т МГУ, Москва, teamandrew@ya.ru

Существуют подходы для повышения разрешающей способности по горизонтали, одним из таких методов является миграция, при её использовании удастся повысить разрешение до величины порядка длины волны и определить истинное местоположение отражающих элементов в земных недрах. Результатом часто бывает временной мигрированный разрез (а не глубинный), так как скорость распространения волн, необходимая для преобразования времени глубину, оказывается известной недостаточно точно[2].